

This Page Is Inserted by IFW Operations
and is not a part of the Official Record

BEST AVAILABLE IMAGES

Defective images within this document are accurate representations of the original documents submitted by the applicant.

Defects in the images may include (but are not limited to):

- BLACK BORDERS
- TEXT CUT OFF AT TOP, BOTTOM OR SIDES
- FADED TEXT
- ILLEGIBLE TEXT
- SKEWED/SLANTED IMAGES
- COLORED PHOTOS
- BLACK OR VERY BLACK AND WHITE DARK PHOTOS
- GRAY SCALE DOCUMENTS

IMAGES ARE BEST AVAILABLE COPY.

**As rescanning documents *will not* correct images,
please do not report the images to the
Image Problem Mailbox.**

(19) **RU** (11) **2099632** (13) **C1**(51) **6 F 17 D 3/00**

Комитет Российской Федерации
по патентам и товарным знакам

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

к патенту Российской Федерации

1

(21) 96108760/06

(22) 29.04.96

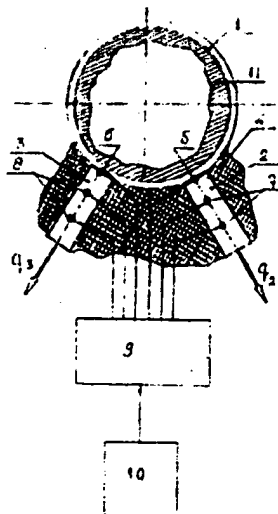
(46) 20.12.97 Бюл. № 35

(72) Иванец В.К., Лазин А.И., Сергеев А.С.

(71) (73) Акционерное научно-проектное
внедренческое общество "НГС-Оргпроектэ-
кономика"(56) SU, авторское свидетельство, 932097,
кл. F 17 D 3/00, 1980. SU, авторское
свидетельство, 1536159, кл. F 17 D 3/00,
1988. SU, авторское свидетельство, 312534,
кл. F 17 D 3/00, 1969.(54) СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЛЩИ-
НЫ ГРЯЗЕПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕ-
НИЙ В НЕФТЕПРОВОДЕ(57) Способ определения толщины грязепа-
рафиновых отложений в нефтепроводе может
быть использован в нефтехимической и

2

нефтегазовой отраслях промышленности для
комплексного контроля и управления. Суще-
ство изобретения заключается в определении
толщины грязепарафиновых отложений по
интенсивности пердачи теплоты (коэффици-
енту теплопередачи), транспортируемой неф-
тью внутренней стенке нефтепровода. Для
этого, используя тепло нефти в качестве
источника тепла, измеряют однонаправлен-
ные тепловые потоки в двух теплоотводящих
элементах, установленных на наружной
поверхности нефтепровода в различных ее
точках, измеряют температуры наружной
стенки нефтепровода в местах установки
теплоотводящих элементов, а также темпе-
ратуру нефти. 1 ил.



RU **2099632** **C1**

RU **2099632** **C1**

Изобретение относится к нефтехимической и нефтегазовой отраслям промышленности и может быть использован для комплексного контроля и управления транспортировкой нефти и газа.

Известен способ определения засоренности газопровода, основанный на измерении объема и скорости перекачиваемого газа через контролируемый участок газопровода, согласно которому в перекачиваемый газ подают трассирующее вещество (радиоактивный изотоп) и контролируют время его прохождения контролируемого участка, являющегося мерилем степени засоренности.

Недостаток известного способа заключается в том, что его реализация связана с нарушением целостности трубопровода.

Также известен способ определения засоренности трубопровода, заключающийся в перемещении внутри трубопровода источника и регулирование излучения в контрольной точке трубопровода. Известный способ предлагает использование радиоактивного толщиномера.

Однако известный способ также, как и ранее рассмотренный, реализуется с нарушением целостности трубопровода, но обеспечивает измерение с достаточно высокой точностью.

Известен способ определения толщины слоя грязепарафиновых отложений в нефтепроводе путем приведения в соприкосновение предварительно нагретого тела с трубопроводом и определение градиента температур на наружной поверхности трубопровода, причем фиксируют изотермы заданных температур, измеряют расстояние между изотермами по потоку и против потока нефти, а в качестве параметра, характеризующего градиент температур, вычисляют среднее удельное линейное приращение между выбранными изотермами, отнесенные к разнице температур, по которому судят о толщине слоя грязепарафиновых отложений на данном участке трубопровода.

Известный способ реализуется без нарушения целостности, но весьма сложным образом с использованием импульсного источника питания и пленочных термодатчиков, прикрепленных к наружной поверхности трубопровода. Точность определения толщины слоя невысокая.

Наиболее близким к изобретению по технической сущности и достигаемому эффекту является способ определения толщины слоя грязепарафиновых отложений в отдельных точках трубопровода, основанный на измерении теплового потока от нагретого

тела, находящегося в контакте с наружной стенкой и трубопровода, к транспортируемой нефти, причем степень загрязнения нефтепровода отложениями определяют по интенсивности теплообмена (т.е. по охлаждению нагретого тела).

Существенным недостатком ближайшего аналога является необходимость использования специального тела с определенными теплофизическими свойствами, нагрева его до определенной температуры от специального источника тепла, невозможность обеспечения однонаправленного теплового потока во внутрь нефтепровода и отсутствие информации о температуре транспортируемой нефти.

Указанная совокупность недостатков известного способа не гарантирует достоверность получаемых результатов.

Задачей способа является использование тепла нефти, транспортируемой по нефтепроводу, в качестве источника тепла для определения толщины грязепарафиновых отложений в указанном нефтепроводе, что исключает необходимость применения сложных средств для соблюдения стабильного режима работы специального источника тепла и обеспечивает однонаправленный тепловой поток от транспортируемой нефти в окружающую нефтепровод среду.

Это достигается тем, что в способе определения толщины грязепарафиновых отложений в нефтепроводе в качестве источника тепла для определения толщины грязепарафиновых отложений используя тепло нефти, транспортируемой по нефтепроводу, измеряют однонаправленные тепловые потоки в двух теплоотводящих элементах, установленных на наружной поверхности нефтепровода, свободной от изоляции, в различных ее точках, измеряют температуры наружной стенки нефтепровода в местах установки теплоотводящих элементов, определяют характеризующую толщину грязепарафиновых отложений, интенсивность передачи теплоты (коэффициент теплопередачи) транспортируемой нефтью внутренней стенке нефтепровода, а также температуру нефти.

На чертеже представлена блок-схема устройства для измерения толщины грязепарафиновых отложений в нефтепроводе.

Устройство содержит нефтепровод 1, теплоотводящие элементы 2 и 3, изготовленные из материалов с различными коэффициентами теплопроводности, теплоизоляцию 4 для поддержания в теплоотводящих элементах 2 и 3 одномерных тепловых потоков, термодатчики 5 и 6 для измерения

температур наружной стенки нефтепровода 1 под теплоотводящими элементами соответственно 2 и 3, термпары 7 и 8 для определения тепловых потоков q_2 и q_3 по теплоотводящим элементам соответственно 2 и 3, вычислительный блок 9 и указатель 10, причем выходы термпар соединены со входами вычислительного блока 9, выход которого соединен со входом указателя 10. Под позицией 11 на чертеже представлен слой грязепарафинового отложения.

Устройство для измерения толщины грязепарафиновых отложений в нефтепроводе работает следующим образом.

Величина конвективной теплопередачи, транспортируемой нефтью в окружающую среду, может быть найдена в практических расчетах через формулу Ньютона; относительно теплопроводящих элементов 2 и 3 она может иметь вид:

$$\begin{aligned} q_2 &= \alpha(t - T_5); \\ q_3 &= \alpha(t - T_6). \end{aligned} \quad (1)$$

где

q_2 и q_3 - плотности тепловых потоков в теплоотводящих элементах соответственно 2 и 3; определяют путем решения обратной задачи теплопроводности или иными известными методами с использованием результатов измерения температур в заданных сечениях теплоотводящих элементов 2 и 3;

T_5 и T_6 - температуры наружной стенки нефтепровода 1 в местах установки теплоотводящих элементов 2 и 3; по величине их различны, т.к. тепловые потоки q_2 и q_3 , отводимые от нефтепровода, различны ввиду различных коэффициентов теплопроводности материалов, из которых изготовлены теплоотводящие элементы;

T - температура транспортируемой нефти;
 α - коэффициент теплопередачи через грязепарафиновые отложения - стенка нефтепровода.

Решив систему уравнений (1), находим значения интересующих параметров

$$\alpha = \frac{q_2 - q_3}{T_5 - T_6}; \quad (2)$$

$$T = \frac{q_2 T_6 - q_3 T_5}{q_2 - q_3} \quad (3)$$

Поскольку толщина и теплопроводность стенки нефтепровода известны, становится возможным определение толщины слоя грязепарафиновых отложений.

Источники

Авторское свидетельство СССР N 932097, кл. F 17 D 3/00, 1980.

Авторское свидетельство СССР N 1536159, кл. F 17 D 3/00, 1988.

Авторское свидетельство СССР N 312534, кл. F 17 D 3/00, 1969.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ определения толщины грязепарафиновых отложений в нефтепроводе путем приведения в соприкосновение внешнего источника тепла (предварительно нагретого тела) и измерения теплового потока от внешнего источника тепла в нефтепроводе, отличающийся тем, что в качестве источника тепла используют тепло нефти, транспортируемой по нефтепроводу, измеряют однонаправленные тепловые потоки в двух теплоотводящих элементах, установленных

на наружной поверхности нефтепровода в различных ее точках, измеряют температуры наружной стенки нефтепровода (без изоляции) в местах установки теплоотводящих элементов, определяют характеризующую толщину грязепарафиновых отложений, интенсивность передачи теплоты (коэффициент теплопередачи) транспортируемой нефтью внутренней стенке нефтепровода, а также температуру нефти.

Заказ 1531, Подписное
ВНИИПИ, Рег. ЛР № 040720
113834, ГСП, Москва, Раушская наб., 4/5

121873, Москва, Бережковская наб., 24 стр. 2.
Производственное предприятие «Патент»

DERWENT-ACC-NO: 1998-411700

DERWENT-WEEK: 199835

COPYRIGHT 1999 DERWENT INFORMATION LTD

TITLE: Paraffin deposit thickness measurement in oil pipeline -
involves utilisation of heat of oil transported down
pipeline and measurement of heat fluxes through
conducting elements

INVENTOR: IVANETS, V K; LAZIN, A I ; SERGEEV, A S

PATENT-ASSIGNEE: NGS ORGPROEKTEKONOMIKA STOCK CO[NGSOR]

PRIORITY-DATA: 1996RU-0108760 (April 29, 1996)

PATENT-FAMILY:

PUB-NO	PUB-DATE	LANGUAGE	PAGES	MAIN-IPC
RU 2099632 C1	December 20, 1997	N/A	003	F17D 003/00

APPLICATION-DATA:

PUB-NO	APPL-DESCRIPTOR	APPL-NO	APPL-DATE
RU 2099632C1	N/A	1996RU-0108760	April 29, 1996

INT-CL (IPC): F17D003/00

ABSTRACTED-PUB-NO: RU 2099632C

BASIC-ABSTRACT:

Measurement system consists of the oil pipe-line (1), heat- conducting elements (2,3) made of materials having different heat conductivity coefficients, thermal insulation (4) maintaining uniform heat fluxes in the heat-conducting elements (2,3), thermocouples (5,6) measuring the oil pipeline wall temp under the heat-conducting elements (2,3), thermocouples (7,8) measuring the heat fluxes, computing unit (9) and the indicator (10).

USE - in complex control of oil and gas transport systems.

ADVANTAGE - heat of oil transported down pipeline is utilised and no additional media are required.

CHOSEN-DRAWING: Dwg.1/1

TITLE-TERMS: PARAFFIN DEPOSIT THICK MEASURE OIL PIPE UTILISE HEAT OIL
TRANSPORT
DOWN PIPE MEASURE HEAT FLUX THROUGH CONDUCTING ELEMENT

DERWENT-CLASS: H01 H03 Q69

CPI-CODES: H01-E; H03-B;

SECONDARY-ACC-NO:

CPI Secondary Accession Numbers: C1998-124032

Non-CPI Secondary Accession Numbers: N1998-320375

10/088, 534

PTO 03-2430

USSR Inventor's Certificate Patent No. RU 2099632 C1

METHOD OF DETERMINING THE THICKNESS OF SOIL-PARAFFIN DEPOSITS
IN AN OIL PIPELINE

V. K. Ivanets et al.

UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE
WASHINGTON, D.C. MARCH 2003
TRANSLATED BY THE RALPH MCELROY TRANSLATION COMPANY

Committee of the Russian Federation
for Patents and Trademarks

DESCRIPTION OF INVENTION
for Inventor's Certificate
PATENT NO. RU 2099632 C1

Int. Cl. ⁶ :	F 17 D 3/00
Filing No.:	96108760/06
Filing Date:	April 29, 1996
Publication Date:	December 20, 1997 Bulletin No. 35

METHOD OF DETERMINING THE THICKNESS OF SOIL-PARAFFIN DEPOSITS
IN AN OIL PIPELINE

[Sposob opredeleniya tolshchiny gryazeparafinovykh otlozhenii v nefteprovode]

Inventors:	V. K. Ivanets et al.
Applicant:	NGS Orgproekt ekonomika Scientific Planning Innovation Stock Company
References:	SU Inventor's Certificate Patent No. 932097 Cl. F 17 D 3/00, 1980 SU Inventor's Certificate Patent No. 1536159 Cl. F 17 D 3/00, 1988 SU Inventor's Certificate Patent No. 312534 Cl. F 17 D 3/00, 1969

The invention relates to the petrochemical, oil, and gas branches of industry and can be used for comprehensive monitoring and control of the transportation of oil and gas.

There is a known method of determining the degree of contamination of a gas pipeline that is based on measuring the volume and velocity of the gas being pumped through the monitored section of the gas line, according to which a tracer substance (radioactive isotope) is added to the gas being pumped and the time required for it to pass through the monitored section is determined, which is a measure of the degree of contamination.

A shortcoming of the known method lies in the fact that its implementation involves disrupting the integrity of the pipeline.

There is also a known method of determining the degree of contamination of a pipeline that includes placing a source within the pipeline and regulating [sic] the emission at a control point of the pipeline. The known source calls for the use of a radioactive thickness measure.

However, the known method, like the one discussed earlier, involves disrupting the integrity of the pipeline, but it does assure measurement with fairly high accuracy.

There is a known method for determining the thickness of a layer of soil-paraffin deposits in an oil pipeline by bringing a preheated body into contact with the pipeline and determining the temperature gradient on the outside surface of the pipeline, where isotherms of specified temperatures are recorded, the distance between isotherms along and against the flow the oil is measured, and the average specific linear increment between the selected isotherms relative to the difference of temperatures is calculated, and from this a judgment is made concerning the thickness of the layer of soil-paraffin deposits in the given section of the pipeline.

The known method is implemented without disrupting the integrity of the pipeline, but in a very complicated manner using a pulsed source of power and film type thermal sensors affixed to the outside surface of the pipeline. The accuracy of determining the thickness of the layer is not high.

Closest to the invention in technical essence and end result is a method of determining the thickness of a layer of the soil-paraffin deposits at individual points of a pipeline that is based on measuring the thermal flow from a heated body in contact with the outside wall of the pipeline to the oil that is being transported, and the degree of contamination of the pipeline by deposits is determined from the intensity of heat exchange (i.e., from the cooling of the heated body).

A significant shortcoming of this closest analog is the need to use a special body with specific thermophysical properties and to heat it to a specific temperature from a special source of gas, the impossibility of assuring a one-way thermal flow into the pipeline, and lack of information about the temperature of the oil that is being transmitted.

This set of shortcomings of the known method does not guarantee the reliability of the results.

The task of the method of the invention is to use the heat of the oil being transported through an oil pipeline as a source of heat for determining the thickness of the soil-paraffin deposits in the said pipeline, which eliminates the need to use complicated means to maintain stable operation of a special source of gas and assures a one-way thermal flow from the oil being transported into the environment surrounding the pipeline.

In the method of determining soil-paraffin deposits in an oil pipeline the heat of the oil being transported through the pipeline is used as a source of heat to determine the thickness of the soil-paraffin deposits, the one-way thermal flows are measured at two heat transmitting elements mounted at different points on the outside surface of the pipeline, which is free of insulation, the temperatures of the outside wall of the pipeline are measured at the sites of the heat transmitting elements, the intensity of the transfer of heat (coefficient of heat transfer) being transported by the oil to the inside surface of the pipeline, which characterizes the thickness of the soil-paraffin deposits, is determined along with the temperature of the oil.

A block diagram of a device for measuring the thickness of soil-paraffin deposits in an oil pipeline is shown in the drawing.

The device consists of oil pipeline 1, heat transmitting elements 2 and 3, which are made of materials with different coefficients of thermal conductivity, thermal insulation 4 to maintain one-way thermal flows in the heat transmitting elements 2 and 3, thermocouples 5 and 6 for measuring the temperatures of the outside wall of the pipeline 1 under the heat transmitting elements 2 and 3, respectively, thermocouples 7 and 8 for determining the thermal flows q_2 and q_3 from the heat transmitting elements 2 and 3, respectively, computer 9 and indicator 10, and the outputs of the thermocouples are connected to the inputs of the computer 9, the output of which is connected to the input of the indicator 10. The layer of soil-paraffin deposits is indicated by the number 11 in the drawing.

The device for measuring the thickness of soil-paraffin deposits in an oil pipeline operates in the following way.

The magnitude of the convective heat transfer being transported by the oil into the surrounding environment can be found in practical calculations by Newton's formula; relative to heat conducting elements 2 and 3 it can have the form:

$$\begin{aligned} q_2 &= \alpha(t - T_5); \\ q_3 &= \alpha(t - T_8). \end{aligned} \quad (1)$$

where

q_2 and q_3 are the densities of the thermal flows in the heat transmitting elements 2 and 3, respectively; they are determined by solving the reverse problem of thermal conductivity or by

other known methods using the results of measuring the temperatures in the given cross sections of the heat transmitting elements 2 and 3;

T_5 and T_6 are the temperatures of the outside wall of pipeline 1 at the sites of the heat transmitting elements 2 and 3; they differ in magnitude, i.e., thermal flows q_2 and q_3 being given off from the pipeline are different because of different coefficients of thermal conductivity of the materials from which the heat transmitting elements are made;

T —temperature of the oil being transported;

α —coefficient of heat transfer through soil-paraffin deposits and the wall of the pipeline.

Solving system of equations (1), we find the values of the parameters of interest

$$\alpha = \frac{q_2 - q_3}{T_5 - T_6}; \quad (2)$$

$$T = \frac{q_2 T_6 - q_3 T_5}{q_2 - q_3} \quad (3)$$

Since the thickness and thermal conductivity of the wall of the pipeline are known, it becomes possible to determine the thickness of the soil-paraffin deposits.

Sources

USSR Inventor's Certificate No. 932097, Cl. F 17 D 3/00, 1980.

USSR Inventor's Certificate No. 1536159, Cl. F 17 D 3/00, 1988.

USSR Inventor's Certificate No. 312534, Cl. F 17 D 3/00, 1969.

Claims

A method of determining the thickness of soil-paraffin deposits in an oil pipeline by bringing an external source of heat (preheated body) into contact and measuring the thermal flow from the external source of heat into an oil pipeline, which is distinguished by the fact that the heat of the oil being transported through the pipeline is used as the source of heat, the one-way thermal flows at two heat transmitting elements installed on the outside surface of the pipeline at different points are measured, the temperatures of the outside surface of the pipeline (without insulation) are measured at the sites of the heat transmitting elements, the intensity of the transfer of heat (coefficient of heat transfer) by the transported oil to the inside wall of the pipeline, which characterizes the thickness of the soil-paraffin deposits, is determined along with the temperature of the oil.